

## 〈論 文〉

## 中国における風力発電促進政策の有効性について

于 立 宏  
(華東理工大学商学院 教授)

【要旨】中国のエネルギー構造における化石エネルギーの絶対優位性のため、エネルギー不足、環境負荷超過などの問題が深刻化している。再生可能なエネルギーの利用を促進するため、政府は様々な法律・政策・計画を実施してきた。これらの政策は再生可能なエネルギーの発展に一定の推進効果をもたらしたが、中国風力発電の発展には発電機械の据え付けは重視するが、発電を重視しない傾向があり、多くのプロジェクトは計画目標を達成していない。これは風力発電政策の有効性に問題があることの反映である。今の入札政策が投資者に長期的な安全収益性を与える効果はないため、風力発電の発展初期に固定価格制を採用し、それに供給側と需要側に強制的に配分額を与えるなどの政策ツールを導入する必要がある。

キーワード：再生可能エネルギー、エネルギー政策、価格政策、風力発電

## 1 序言

長い間、中国のエネルギー構造のなかで、伝統の化石エネルギーは絶対優位があるため、エネルギー不足と環境負荷超過などの問題を日々深刻にさせた。世界エネルギー市場の重要な部分として、中国のエネルギー供給と環境の持続的悪化は連鎖反応を起こしかねない。そして温室効果ガスの排出削減目標の達成が困難になる。中国は先進国の高エネルギー消費型の工業化の道を歩んではいけなくなり、新しい工業化の道を進まねばならない。経済発展方式を転換し、エネルギーの利用効率と再生可能エネルギーの比率を高め、清潔・効率・持続可能なエネルギー体系を築き上げるべきである。

再生可能エネルギーの発展を促すため、中国政府は関連した法律・細則および長期計画を制定した。これらの法律や政策は疑うことなく一定の効果があり、政府が事前に決めた目標を達成、或いは一部達成した。しかし、国際先進国と比べ、中国の再生可能エネルギー政策には、まだまだたくさん問題が存在している。本文は中国の風力発電促進政策や措置を検討し、価格政策を例に、その有効性を分析した。また国際的な経験から、関連政策の効果を改善する提言を行った。

## 2 中国の風力発電促進政策および現状の分析

中国エネルギーの93.8%はいまだに伝統の化石エネルギーであり、クリーンエネルギーはたったの6.2%しか占めていない。石炭は中国の最大のエネルギー源として、一次エネルギー総量の70%以上を占め、世界平均水準をはるかに越えている。その中で、電力部門が使う石炭は、石炭総消費量の49.3%を占め、火力発電が総発電量の80%弱を占めている。とりわけこの3年間、火力発電の割合は上昇する一方、クリーンエネルギーの割合は下がっている。これは、グリーン電力は増えているが、火力発電の増加速度はそれを越しているからである。したがって、これまで実施されてきた中国のエネルギー政策の有効性を疑わざるを得ない。

2005年2月、中国政府は『再生可能エネルギー法』を公布した。その後、一連の政策と発展計画を次々と出した。『再生可能エネルギー中長期発展計画』（2002年まで）は、これから15年の間、中国は水力発電、バイオマスエネルギ

表1 中国風力発電発展の現状

年度	風力発電総容量 (万キロワット)	年成長率 (%)	ウインドファーム／ユニット数 (個／台)	世界風力発電総容量に 占める割合 (%)	世界順位 (位)
2007	589.0	126.5%	158/6458	—	5
2006	259.9	105.6%	91/3311	—	6
2005	126.6*	65.7%	61/1864	2.11%	8
2004	76.4	34.7%	—	1.60%	10

注：\*遼寧な地区にはまだ約25万台の小型独立運行の風力発電機があり、総容量は約5万キロワット（『再生可能エネルギー中長期発展計画』）。—はデータ入手不可能。出所：ウェイブサイト。

表2 2006と2007年世界風力発電総容量のトップ10カ国

2007年 順位	国家	2007年末総 容量/MW	2007年新たに増加 した総容量/MW	2007年成長 率/%	2006年末 総容量/MW	2006年 順位
1	ドイツ	22247.4	1625.4	7.9	20622.0	1
2	アメリカ	16818.8	5215.8	45.0	11603.0	3
3	スペイン	15145.1	3515.1	30.2	11630.0	2
4	インド	7850.0	1580.0	25.2	6270.0	4
5	中国	5912.0*	3313.0	127.5	2599.0	6
6	デンマーク	3125.0	—11.0	—0.4	3136.0	5
7	イタリア	2716.1	602.7	28.4	2123.4	7
8	フランス	2455.0	888.0	56.7	1567.0	10
9	イギリス	2389.0	426.2	21.7	1962.9	8
10	ポルトガル	2130.0	414.0	24.1	1716.0	9

注：\*上記のデータは中国政府の統計データと少々異なる。  
出所：WWEAレポート，2008年2月。

一、風力発電、太陽エネルギーを重点に開発と利用することを示し、各種のエネルギー利用に対して目標を立てた。たとえば、風力発電については、2010年までに発電総容量500万キロワットまで引き上げる計画が策定された。この目標は2007年にもうすでに達成した。2008年3月18日、国家発展改革委員会は、また『再生可能エネルギー発展十一五計画』を公布し、2010年の風力発電総容量の目標を2007年の二倍で1000万キロワットにした。

この目標を達成するため、政府は『再生可能エネルギー法』で、関連した価格・融資・税收政策を決定した。『再生可能エネルギー中長期発展計画』、『再生可能エネルギー発展十一五計画』および関連政策で、これらの措置をさらに明確にした。具体的に以下のように3つの政策ツールを用意した。1つめは供給側の強制的市

場分配額、2つめは強制的電力網の買取義務、3つめは優遇価格と社会分担政策。

それと同時に、政府は再生可能エネルギー発展の特別資金を設け、財政の低利子貸付および税收優遇などの支援を提供した。また、風力エネルギー資源の調査、風力発電の研究開発、風力発電装置の国産化などに対して強力な政策支援を与えた。本文は主に風力発電の価格政策を注目する。

上記の政策支援により、1990年から、中国の風力発電産業は大きく発展してきた。1995～2006年の間、風力発電の総容量の年平均成長率は46.8%に達した。2007年末、中国の風力発電総容量は589万キロワットに達し、世界第5位となり、世界で風力発電総容量の増加が最も速い市場の1つとなっている（表1と表2）。

表1と表2から分かるように、中国風力発電

表3 風力発電特許権入札プロジェクトの一覧表

年度／期	入札基準	プロジェクト名称	総容量 (万KW)	入札価格 (元／KWH)
2003／1	送電価格（50％）＋ 設備国産化率（50％以上）	広東石碑山 江蘇如東一期	20	0.5010 0.4360
2004／2	送電価格（50％）＋ 設備国産化率（50％）	内モンゴウ輝騰錫勒 江蘇如東二期 吉林通榆	40	0.3820 0.5190 0.5090
2005／3	送電価格（40％）＋ 設備国産化率（70％）	江蘇東台 甘肅安西 山東即墨	45	0.4877 0.4616 0.6000
2006／4	送電価格（40％）＋ 設備国産化率（70％）	内モンゴウ錫盟輝騰梁 内モンゴウ包頭巴音 河北省張北单晶河	70	0.4200 0.4656 0.5006
2007／5	送電価格（25％）＋ 設備国産化率（70％）	内モンゴウ烏蘭伊力更 内モンゴウ通遼北清河 河北承德御道口 甘肅玉門昌馬	95	0.4680 0.5216 0.5510 0.5206
合計		15	330	0.48958

注：入札成功価格は全て第一段階の税込み送電価格であり、つまり、プロジェクトが立ち上げた後、負荷100%で有効利用時間数が30000時間以内の送電価格。  
出所：国家發展開発委員会サイト及び他のサイト。

の発展は速い。また、成長の勢いが衰えていない。2008年末には、全国風力発電の総容量は1000万キロワットを越すと予想され、十一五目標を2年繰り上げて達成することができる。2010年に、中国の風力発電の総容量は1500～2000万キロワットに、2020年には、8000～10000万キロワットに達すると推測される。

### 3 中国の風力発電価格政策とその影響

風力発電総容量の発展速度から見れば、中国政府が風力発電産業に対する支援政策の効果は顕著であるように見えるが、同時に、政府に決定された風力発電の送電価格は不合理であり、税収優遇などの支援もまだ実施されていない。とりわけ、送電価格は風力発電産業発展にとっての巨大な障碍になっている。

#### ①風力発電送電価格の形成メカニズム

現在、中国風力発電の送電価格には政府定価と政府指導価格が共存する。政府定価は総容量に基づいて中央と地方政府の審査権限を分け、5万キロワット以上のプロジェクトは国家開発改革委員会の審査が必要になるが、その他のプロジェクトの審査権は地方政府にある。こ

の状況において、政府は通常プロジェクト毎に決定する方式を採用し、風力発電企業の立地・コストなどに基づいて、企業の送電価格を審査・許可する。この制度は各地の風力発電の送電価格に大きな格差をもたらした。例えば、2004年、広東省物価局の広東新プロジェクトに対する定価は0.528元／KWHであったが、浙江蒼南風力発電は、1.2元／KWHにも達した。

2002年から、少数の風力エネルギー資源が優れ、総容量規模が10万キロワット以上のプロジェクトが特許権の入札を募り、開発者を選び、そして、政府指導価格を実行することにした。つまり入札を募ることによって価格を決める。この政策の目的は風力発電設備の国産化を推進し、高い発電コストを下げることにあった。

風力発電特許権プロジェクトの入札は2003年から始まった。2008年1月まで、發展改革委員会は既に5期、15プロジェクトの入札を募集した。その総容量は330万キロワットに上り、風力発電総容量の56％を占めた。表3は各入札募集の基本状況を表したものである。

初めから、特許権プロジェクトは風力発電プロジェクトと風力発電設備のセットで入札を募

集する原則を採用してきた。低価格と設備の国産化が強調されたため、通常、最低送電価格と最高設備国産化率を承諾する入札者は入札成功者となる。入札成功者は特許経営期間内に二段階の送電価格を実施する。第一段階は、風力発電ユニットを発電に利用した時間数が累計30000時間までの間に入札価格を実行する；第二段階は、発電利用時間が累計30000時間から特許期終了までの時期の送電価格は、その時の電力市場の平均価格を実行する。特許期は特許権協議が正式に署名され発効してから25年間である。入札競争の結果は、企業が先を争って価格を抑え風力発電資源を手に入れるため、送電価格は一般プロジェクトの許可価格より低くなる。

第二期から、入札募集の基準が調整され続け、風力発電ユニットの国産化率は50%から70%に引き上げ、送電価格は25%まで下がった。さらに、入札者の総合実力、技術方案、送電価格や経済的效果などを考察することになった。しかし、その効果は期待外れだったため、第5期は「中間価格モデル」を採用し、平均入札価格に近づけば近づくほど高い点を得ることとなる。それにしても、入札成功者は依然として入札価格が低い方であった。

全体から見れば、風力発電の特許経営権を得る大きな要因はやはり価格である。そのため、5期の平均入札成功価格は0.5元/KWHにも達さなかった。これは現在国家发展改革委員会が許可したプロジェクトの送電価格と大きな差がある。送電価格を審査・許可する基準は風力発電企業に薄利を保たせることであり、もし審査・許可した送電価格が合理的であれば、入札価格は低くすぎであろう。低すぎる入札価格のもとで、入札に成功した企業は利潤を得ることが難しい。

## ②風力発電コストと送電価格

風力発電プロジェクトのコスト構造において、風力発電設備が占める割合は59.3%、基礎建設と据付などは15.7%、送変電プロジェクトなどは8.7%、利子などの費用が6.8%、他の費用は8.9%を占める。したがって、風力発電コ

ストは主に風力発電設備のコストで決める。現在、国産風力発電設備の平均製造価格は国外製と比べ1/3安く、国産の風力発電機を採用すればコストダウンを効果的に実現できる。

国外の経験から見れば、世界中優れた風力発電場の発電コストは1980年代以来90%近く下がっており、最も低い時は4セント/KWHである。ヨーロッパ一部の地区では、風力発電総合コストは4~6.3セント/KWHまでに下がっている。主な原因は、技術進歩で発電設備の価格が低下し、プロジェクト融資のコストも下がり、タービンや部品の製造と建設も既に規模の経済性を実現している。

国際水準と比べ、中国の風力発電コストと送電価格は高い。2000年以前に立ち上げた風力発電場の送電価格は平均0.5元/KWH以上であった。石炭発電の0.352元/KWHより40%以上も高い。現在、中国で風力資源が優れている内蒙古や新疆等の地域では、風力発電設備の有効利用時間数は約2400時間に達し、風力発電コストはすでに0.4~0.5元/KWHまで下がっており、沿海地区の火力発電コストとほぼ同じになっている。表4は中国20の風力発電場の送電価格を示している。

## ③市場参加者に対する風力発電価格政策の影響

風力発電市場は三者に関係する。すなわち供給側としての設備製造企業、発電企業、需要側としての送電網会社である。良い政策は、これらの三者に十分のインセンティブや強制を受け入れさせることによって、風力発電産業の迅速で健康な発展を促進していく。

### (1) 発電企業に対する影響

風力発電の価格から見ると、審査許可制を採用したプロジェクトはより合理的な利潤を得ることができる。しかし入札募集で得た特許プロジェクトはせいぜい収支とんとんを保つことしか出来なく、悪い場合は赤字になってしまう。特許権プロジェクトの発電設備の総容量は大きいため、膨大な資金が必要になることが、小型開発企業にとっては一種の参入障壁になる。したがって、入札に参加する企業のほとんどは大型

表4 2000年以後の風力発電の送電価格（税込み）

順位	風力発電場名称	送電価格 元/KWH	順位	風力発電場名称	送電価格 元/KWH
1	浙江蒼南風力発電場	1.2	11	海南東方風力発電場	0.65
2	河北張北風力発電場	0.984	12	広東恵来海湾石風力発電場	0.65
3	遼寧東岡風力発電場	0.9154	13	内モンゴ錫林浩特風力発電場	0.64786
4	遼寧大連横山風力発電場	0.9	14	広東南澳振能風力発電場	0.62
5	吉林通榆風力発電場	0.9	15	内モンゴ朱日和風力発電場	0.6094
6	黒龍江木蘭風力発電場	0.85	16	内モンゴ輝騰錫勒風力発電場	0.609
7	上海崇明南匯風力発電場	0.773	17	内モンゴ商都風力発電場	0.609
8	広東汕尾紅海湾風力発電場	0.743	18	新疆達坂城風力発電場一廠	0.533
9	広東南澳風力発電場	0.74	19	新疆達坂城風力発電場二廠	0.533
10	甘肅玉門風力発電場	0.73	20	福建東山澳仔山風力発電場	0.46
出所：顧為東『中国風電産業發展新戰略和風電非併網理論』化学工業出版社，2006年10月。					

発電集団企業である。5回の入札募集を見ると、平均の入札成功価格は0.5元/KWH未満であり、第3期には0.382元/KWHの最低価格さえ出た。また、同じ地域のプロジェクトでも、例えば、江蘇東台第一、第二プロジェクトの入札成功価格は0.08元/KWHの大差が現われた。なお、風力発電場の建設コストは下がる見込みがなく、高額なままである。それに加え、総容量の規模が大きければ大きいほどコストが高く、平均価格は0.45～0.5元/KWHである。そのため、送電価格はコストを補うことはできない。風力発電コストが低い地区でも、たとえば内モンゴでは、全地域の風力発電平均コストは0.45元である。一方、送電価格は0.51元で、わずか0.06元の利潤しか得られない。しかし、どの風力プロジェクトでも、投資金額は数億～十数億元に上り、資金回収は非常に遅くなる。そのため、「華能」や「大唐」のような大手会社でも辛うじて黒字確保で精一杯である。

しかし、五大発電グループ企業はすべて積極的に風力発電プロジェクトの開発に取り組んでいる。なぜ赤字を出しても、風力発電プロジェクトを手に入れようとするのか。その原因の1つは石油と石炭価格が高騰し続ける中で、将来的に再生可能エネルギーの良さが見えていることである。プロジェクトの奪い合いは風力発電領域に参入する最も簡単な方法である。もう1つの原因は、法律に決められた再生可能エネルギーの発電分配額義務と省エネ、排出量削減指

標を完成させるため、まず事前に枠を囲い込みをし、優れた風力資源を占有することにある。3つめの原因は、通常、特許権入札募集を採用したプロジェクトの総容量規模は一般プロジェクトより大きい。また、プロジェクトが承認審査する前に、すでに政府の全面調査を受けたので、企業は多くの開発コストを節約できる。プロジェクト前期に赤字を出しても、大型発電集団企業は交差補助を通してそれを補うことができる。

現在実行されている政策は発電企業に対し、明らかに正しいインセンティブを与えていない。正確な政策は、多様な所有制の風力発電企業を引き付け、参加者に長期的な安定価格を与えるべきである。まず、入札募集方式の採用は、政府が風力発電の発展初期、コストダウンにこだわりすぎることを意味する。そこで、価格の不確実性が増大し、風力発電企業に明確な投資シグナルを与えられない。それだけでなく、逆に外資や民営企業が風力発電の投資に抑えられてしまう。入札募集に参加した企業は開発では利益を得ることができないため、開発よりも枠の囲い込みに本心がある。中国の風力資源が未開発の西部に偏っているので、開発はグリーン電力を得るだけでなく、それらの地域経済の発展にも役立つべきである。しかし、国有集団企業の囲い込みによって開発は十分に実施されていない。開発中、開発済みと未開発の資源はそれぞれ3分の1を占めている。例え

表5 風力発電プロジェクトの送電価格補助状況

年度	送電設備総容量 (MW)	補助した発電量 (万KWH)	補助金額 (万元)	1 KWH の 補助金額 (元)	送電網接続電気代補助金
2007	2653.95	204914.18	48882.4227	0.2385	1242.33万元/1304.35MW =0.9524
2006	1330.15	93918.6096	22661.8293	0.2413	115.6193万元/298.80MW =0.39869
注：2007年のデータは1－9月。 出所：国家開発改革委員会の公開データによる筆者整理。					

ば、2005年から内蒙古において大量の良質な風力資源と土地が囲まれ、利用されないまま放置されている。今に至っても、「大唐」だけが開発を実施した。

## (2) 送電網会社に対する影響

総容量の迅速な増加にもかかわらず、風力発電の実質的送電量は少ない。表5は、実質的送電量と補助状況を表したものである。表5で分かるように、2007年送電設備総容量と発電量は2006年と比べて双方とも2倍近く増えたが、一方、送電設備総容量が風力発電設備総容量に占める割合からみれば、2006年の51.18%から2007年の45.06%まで下がった。風力発電設備総容量が全国総容量に占める割合および発電量の割合から見れば、発電量の増加は設備総容量の増加より遅い。これで分かったのは、風力発電が送電の段階で障碍が存在するため、多くの風力発電場は送電網に送電していない。

風力発電の送電量の増加は遅く、その原因は以下の2つにある。第1に、中国において、大型風力発電場と送電網との技術の整合問題はいまだに解決されていないため、通常、風力発電が局部の送電網に占める割合は5%以下に抑えられている。結果、多くの風力発電場は送電をしていない。たとえば、内蒙古では、風力発電の送電は自治区と「国家电网」（注：会社名）に認められるが、内蒙古の風力発電の発展があまりにも速かったため、既に100万キロワットを超え、全国の26.5%を占めているので、送電網の負荷を超過している。そのため、希少資源となった電網容量は風力発電会社が争う対象になっている。また、現行の国家政策は送電網の建設へのインセンティブもなく強制もないため、送電網は積極的に風力発電を受け入れよう

としない。結局、送電網の建設が風力発電の発展についていけなくなっている。

第2に、現在、風力発電の投資ブームが生じているため、プロジェクトが乱立状態にある。投資会社は風力資源の事前調査もしないか、風力資源の測定を実際より高めにしたため、後期の発電量に不安定を引き起こし、送電が難しい。

したがって、総容量だけを重視して発電を重視しない傾向は、送電網の建設にインセンティブを与えなくなる。また、現行の政策は各地の送電網の負担・配置・建設などの差を考慮していない。例えば、新疆や内蒙古などの北西地域では、石炭資源が豊富で火力発電のコストは低い。また、送電網容量が小さいため、風力発電を全て受け入れると、送電網の負担が重すぎる。価格競争政策の下で、風力発電は火力発電と比べて劣勢になってしまう。

## (3) 風力発電設備の製造企業に対する影響

中国風力発電の設備市場は長い間ドイツ、デンマーク、スペイン等に占領されてきた。プロジェクトの入札募集制度は確かに風力発電設備の国産化を促進する効果があった。2007年に新增した330.4万キロワットの総容量の中、国内企業の製品は55.9%を占め、初めて外資系企業を超えた。風力発電の迅速な発展を背景にして、風力発電設備は売り手市場となって、価格は高くなり、豊富な利潤は設備製造の投資を引き起こした。

ところが、先進国の製品に比べ、国産設備には技術優位性がない。国産風力発電設備の重要部品と大型風力発電機は輸入に頼っている。その上、多くの風力発電は一方的に発電機大型化を求める傾向があるため、風力発電の建設費用

が高くなっている。近年、風力発電の発展はあまりにも速すぎたため潜在的に品質問題が多く、これから数年に災いの元となるかもしれない。

したがって、現行政策の風力発電設備産業に対して強すぎるインセンティブを提供している。林柏強が言うように、「コストや送電価格に注目し過ぎるのは、中国再生可能エネルギー戦略の過ちである」。風力発電設備市場がまだ有効規模になっていない現状のもとで、設備の国産化を強調しすぎて、これが国内製造企業に過大な利益をもたらす、製品品質の改善と研究開発や技術革新などへ不利な影響を与えることになる。

#### 4 三種の価格政策ツールとその効果

表2で示した世界トップ10カ国のうち、7カ国はEU加盟国である。EUが風力発電の政策面で大きな成功を遂げている。その価格政策は市場ツールと行政命令ツールに分けられる。固定価格制（Feed-in Tariff, FIT）、再生可能エネルギー配額制（Renewable Portfolio Standard, RPS）、特許プロジェクト入札募集制（Tendering System）等がその典型的なものである。

EUでは、12の加盟国が固定価格制と強制配額制度の政策組み合わせを実行している。2005年末まで、EU加盟国風力発電総容量の中、この12国の風力発電総容量は約90%を占めていた。ほかの2カ国は取引可能配額システムと入札募集制を実行している（Reiche&Bechberger, 2004）。統計によると、すでに38カ国と5つの州・省がある形のFITを実行している（Lipp, 2007）。効果から見れば、FITは成功だといえよう。ドイツ、スペインなどのような風力発電の総容量がリードしている国は、すべて固定価格制を実行している。デンマークも2001年以前に、ほぼ全ての発電設備は固定価格制に基づいたものである。

固定価格では、公共事業会社が必ず全額で再生可能エネルギーの発電量を買取り、通常その買取価格は特定発電技術の関数である。政府は事前に設定し、そして、特定の時期以内（通常8～15年、一部の国では20～30年）に維持され

続ける。長期的価格保証は市場安定性と発電企業の投資安定性をもたらした。当然だが、その期間においても、技術の成熟により価格は時間に伴って下がる。FITは各国で少し異っているが、価格安定の保証はその核心である。

FITの優位性は、①投資者に長期の明確な価格シグナル、投資自信や長期的行為のインセンティブを与える。②各地の定価差異は再生可能エネルギーの開発が一定の地域範囲に集中することや地域の発展優位を育成することにインセンティブを提供する。③再生可能エネルギーが技術利用の差を認めるため、技術やプロジェクト規模を制限せず、参入障壁が比較的に低い（Gipe, 2003）④FITはコストダウンを促進する。

もちろん、固定価格制は万能薬ではない。例えば、固定価格制が消費者や納税者に負担をかけ、競争を抑制するため、低コストで生産できないと思われる。Reiche&Bechberger（2004）も、EU加盟国が同じ政策ツールを使用しても、実際の効果には大きな差があることに気付いた。それは、各加盟国が再生可能エネルギーに対する定義、地理条件、政策の原点、排出減少の国際義務、立法プロセスや技術などに差異があるからである。特に良い政策ツールがあるわけではなく、固定価格制の成功は特定の政策との組み合わせと制度のデザインに関わる。

再生可能エネルギー電力配額制度はさらに強制的配額制と取引可能配額制の2つに分けることができる。強制的配額制とは総電力消費量（送電網に配額を与える）と発電量（発電企業配額を与える）の中で、再生可能エネルギーが必ず一定の割合を占めることである。目標を達成するため、強制的配額制度には一定の処罰措置を設ける。取引可能配額制のもとでは、配額に相当する再生可能エネルギーの発電量は各地域の間で取引することが可能であり、これが各地域における再生可能エネルギー資源の格差問題を解決するに役立つ。配額は通常、グリーン証書形で発電会社に1MKWHの再生可能エネルギー電力に授与する。発電会社は市場で証書を販売でき、得た収入は新しいプロジェクト開発への投資が励まされ

れる。

取引可能配分額制度は市場に基づく激励政策であり、それは再生可能エネルギーの配分額を増加させることもできれば、コストを直接補助金より低くさせることもできる。RPSは技術のある大型企業が風力発電市場への参入を支援する。大型発電企業は先進技術を用いることで規模経済性を生じ、低コストでの生産が行われるから参入障壁が高くなる。現在の実行効果から見ると、RPSには以下の問題が存在する。①風力発電価格と契約書期限に明確性が欠けている；②技術の多様化と市場参入者が制限される；③コストが最も低いわけでない一方、高額になる可能性がある；④証書の市場価格に不安定性がある。Ford等（2007）のシミュレーション実験でも明らかになったが、通常、TGC価格が最初の何年間で上限まで上り、その後速いスピードで下がる。そのため、このメカニズムの成功は電力市場の成熟度および配分額取引メカニズムの合理性に左右される。

特許プロジェクト入札募集制を採用した国は少ないが、イギリスはその1つである。イギリスで実施された非化石燃料公約（NFFO）制度は競争入札制であるが、結果としてはあまり理想ではなかった（Lipp, 2007）。1990～1998年の10年間に、イギリスは5回の入札募集を行った。115万キロワットの風力発電プロジェクトを募った。しかし結局は、15.1万キロワットのプロジェクトだけが最終的に建設され、建設率はたったの13%であった。原因は、入札募集制は投資者に長期的な安定した期待と確実性を与えることが出できないからだ。また、価格競争も開発企業に利益をもたらし難い。

## 5 政策有効性の評価標準および国際比較

理論上では、理想的政策措置は特定の目的と目標を含み、なおかつ測定と評価を行うことができる。通常、再生可能エネルギー計画目標の達成状況は関連政策の有効性を評価する最も重要な基準である。具体的に4つの方面から評価できる：(1)インプットの面で、化石燃料の制限や再生可能エネルギー資源の使用が促進されたか

どうか；(2)供給の面で、有効な技術やクリーンエネルギー供給の増加が促進されたかどうか；(3)消費の面で、省エネルギーの行動が促進されたかどうか、またユーザーにクリーンエネルギーを選択するインセンティブを与えたかどうか；(4)二酸化炭素の排出減少や制限目標が達成されたかどうか。

現行政策の効果から見ると、FITを実行する国では風力発電の発展は比較的成功しているが、逆にRPSや入札募集を実行する国ではあまり満足効果が出ていない。ドイツとデンマークは10年のFIT実施の経験を持ち、その政策を通して再生可能エネルギーの割合を高め、さらに、化石エネルギーの代替として風力発電産業を発展させ、多くの雇用機会を創出してきた。また、ドイツは二酸化炭素の排出を大幅に減少したが、二酸化炭素の排出減少方面でデンマークは成功していない。中国は、多くの計画目標、たとえば発電量の割合、二酸化炭素排出の減少と投入品目標などを達成できていない。

また、長期安定した明確な政府の約束は政策成功の鍵である。その約束は価格水準、有効期限、参加者範囲、支援政策や実行状況等を含む。Lipp（2007）はドイツ、デンマーク、イギリスの風力発電政策の有効性を比較した後、イギリスの約束は比較的に少ないため目標を達成できなかったと指摘した。デンマークとドイツの成功は、政府が代替可能エネルギー産業の育成に対する約束や、社会・民間の自発（ボトムアップ）と政府の強制（トップダウン）の方式で風力発電市場に参加したことに原因があると指摘した。

そのほか、政策の特性、設計の細部、政策の実行およびほかの政策との相互作用も政策の有効性に影響をあたえる。例えば、FITが多種の目標を満足させる面では有効だが、ほかの政策と組み合わせる必要もある。デンマークとドイツは固定価格を実行する以外に、相当な時間をかけて再生可能エネルギー産業を育成し、ほかの支援措置を取り入れた（Lipp, 2007）。たとえば、ギリシャも固定価格を実行した。しかもその購買契約の期限はスペイン（10年）より長く、価格水準はスペインよりも高かったにもか



かわらず、総容量はドイツやスペインの端数にすぎない。

最後に、政策の持続安定も重要である。伝統エネルギーと同じ土台で競争できるようになるまで風力発電産業を保護し続けるべきである。変わりやすい政策は投資に大きな損害をもたらす。デンマークはその典型的な例である。2001年、デンマークの新政府が登場した後、前の固定価格（fixed-price FIT）をプレミアムFIT（Premium-price FIT）に変えた。つまり、風力発電企業が得たのは市場価格（北ヨーロッパ電力取引所が決定したもの）プラス環境プレミアム（1KWHは約0.013ユーロ）である。このプレミアムは低くすぎたため、企業の成長を支援することが困難であると考えられる。そのほか、研究開発の支援資金も削られた。これらの政策の変化により、デンマークの発電設備の増加量と総容量はともに、1999年のピークから減少し、特に2003～2004年の間では急落した。

## 6 中国風力発電の有効性を高めるための対策

1986年から始まった中国風力発電の歴史はまだ短い。しかし、20年も過ぎた現在、風力発電の総容量増加速度は速いが、発展水準は多くの先進国に劣っている。さらに、インドのような発展途上国にも劣っている。その原因は、入札募集制から生まれた価格シグナルは風力発電産業の「資源囲い込みだけを重視し、開発を軽視する」、「総容量だけを重視し、発電を軽視する」、「コストと競争だけを重視し、産業保護を軽視する」等の現象を生じさせた。上記の問題を解決するためには、まず、適切な価格政策を策定し供給を刺激する必要がある。また、需要の面から、特に最終需要の面から着手し、風力発電の送電と消費を刺激することで、計画目標を実現させるべきであろう。

### ①固定価格と強制的配分額政策を採用し供給を刺激する

中国風量発電の供給と需要体制がまだ有効的に構築されていないため、入札募集に基づいた風力発電の価格競争体制を放棄しなければなら

ない。中長期的に固定価格と強制的配分額の政策組合せを実施し、高水準の価格で投資を引き付ける。長期の保護（20年以上）を通して投資安全性を提供し、強制的配分額制で総容量目標の実現を確保する。

まず、風力発電市場が未熟の状況では、コストダウンが難しいため、固定価格制を採用するのは合理的な選択である。しかし、固定価格をどのくらい水準でどのくらいの期間に設定すべきか。中国風力発電協会副理事長施鵬飛は「価格保護」や「価格インセンティブ」などの策を出した。彼は、価格を現地の脱硫石炭燃料発電所の送電価格基準に基づいて確定することができると指摘した。また、価格を風力発電のコストと適切な利益率を基に決めた上で、各地域の資源の豊富さによる地域価格差の存在を認める。例えば、0.4元/KWHの保護価格に、約0.25元/KWHの補助を与えることができる。これで、風力発電の実質的送電価格は0.65元/KWHとなる。さらに、この価格を20年間維持する。実際に、広東省はすでに2007年12月1日から0.689元/KWH（暫定）の風力発電基準価格を実行し始めた。この基準価格は一種の固定価格である。したがって、地域別で固定価格制を実行することも可能であろう。

次に、供給の面では配分額制を採用し、相応の処罰措置をつける。各国の風力発電の成功経験から見れば、政府が行政手段を用いて発電企業に対し、総発電量に一定割合の再生可能資源を含むことを強制することができる。中国の法律や法規にもこれにも触れているが、現実に実施されていない。

第3に、風力発電設備産業の自主革新と健全な発展を促進するため固定価格制を採用する。風力発電設備の国産化を推進するため、競争を導入して送電価格を低く抑えるべきではない。逆に、国産設備を採用している発電所に送電価格の優遇や補助金を与えるべきである。高価格は設備製造企業により多くの利益をもたらすので、製造企業の自主革新を活発化させ、独自の研究開発が促進される。風力発電の発展は発電量の増加ばかりでなく、国内の風力発電設備産業の発展も重要であろう。

送電価格に対して絶えず修正しない限り、FITは機敏に風力発電のコストダウンに反応しない。しかし頻繁に価格を修正すれば管理コストは高くなるだけでなく、新たな不確実性を生じる。Lipp (2007) は、技術によって固定価格を設定し、また、多くの社会的参加者が市場に参加することを保証できれば、FITは一種の有効な政策ツールとなる。なぜならば、固定価格と強制的配分額の政策組合についての設計は簡単で、管理コストも低い。それが各種の投資主体に好都合であり、国家計画目標との結合も容易である。

## ② 需要側の配分額政策と関連規制政策をとり、送電網の建設を強制する

上述のように、風力発電供給の確立は重要であるが、長期的に安定した需要を作ることがもっと重要である。関連政策は送電網に十分な強制とインセンティブを与えるべき（需要側の強制的配分額制）、また、最終消費者がグリーン電力を使用することにインセンティブを与えるべきである（③で説明）。

需要側の強制的配分額制とは総販売電量に風力発電が一定割合を占めることを規定する。勿論、送電網が固定価格で風力発電を全額購入しても達成できるし、また、送電網が風力発電プロジェクトの開発に参加し自ら発電することを通して達成できる。それと同時に、操作性のある処罰措置を規定し、実行可能な政策を作る。そのほか、発電企業、送電網、最終消費者の連鎖の中で、送電網は買い手としても売り手としても独占的な立場にあるから、政府はその独占行為に対して制限を設けるべきである。さもなければ、社会福祉最大の目標は達成できないであろう。例えば、風力発電プロジェクトを審査・批准するに当たって、関連会社に相応な送電網建設を要求すべきである。

## ③ 税收政策で最終需要を育てる

中国においては、グリーン電力の最終需要の作りは電力産業の改革と関連づけて進めることができる。つまり、大型電力使用者に対して直接に電力を供給するとき、優遇価格を提供する

ことで、大型使用者に再生可能エネルギー電力の使用を促進する。また、改革の進展に伴い、一般家庭のユーザーに対してエネルギー税を調節できる。オランダの経験は手本を提供した。オランダのグリーン電力市場は2001年6月1日から自由化され、全てのユーザーはグリーン電力の供給者を自由に選択できる。奨励政策は主に需要側への補助金である。たとえば、消費者がグリーン電力を使う時、エネルギー税減免を享受できる（小型ユーザーは約0.06ユーロ/KWH）。0.2ユーロ/KWHの送電価格に対し、この補助の幅は相当大きい（DammeとZwart, 2003）。デンマークの経験もそれに似たものである。風力発電を利用する者に対して税收の優遇を与え、化石エネルギーを使用する者に対して汚染税を取る。アメリカは消費者がグリーン電力へ貢献することを奨励している。送電価格明細の中にグリーン電力価格を明記し、ユーザーの自主的な支払いを促す。ユーザーが余分に払った資金は風力発電の建設支援に使われる。

何はともあれ、再生可能エネルギーに対する共同認識としては、風力発電は将来20年の間で大きな役割を果たせる唯一の代替可能エネルギーである。そのため、中国政府は戦略的なビジョンを持つべきである。たとえ短期的な巨額な補助金が必要としても、上記の三種の政策を調和的に使用し、供給、需要、最終需要の3つの角度から風力発電の発展を推進し、最終的に化石エネルギーの使用減少と温室ガスの排出削減という目標を達成していくべきであろう。

## 参考文献

- [1] 王仲穎、李俊峰等『中国再生可能源発展報告2007』化学工業出版社、2008年1月。
- [2] 欧州風能協会、国際綠色平和編著、中国資源綜合利用協会再生可能源專業委員會、綠色平和中国編訳『風力12：関于2020年風電達到世界電力総量12的藍図』中国環境科学出版社、2004年5月。
- [3] 顧為東『中国風電産業發展新戰略与風電非併網理論』化学工業出版社、2006年10

月。

- [ 4 ] 李俊峰『風力12在中国』化学工業出版社，環境能源出版中心，2005年10月。
- [ 5 ] Damme, E. V., Zwart, G. 2003. The Liberalized Dutch Green Electricity Market : Lessons from a Policy Experiment. *De Economist* 151, 4 , 389–413.
- [ 6 ] Ford, A., Vogatad, K., Flynn, H. 2007. Simulating Price Patterns for Tradable Green Certificates to Promote Electricity Generation from Wind. *Energy Policy* 35, 91–111.
- [ 7 ] Gipe, P., 2003. Electricity Feed Laws Power European Renewables in Solar Today. Available on-line : [http : //www.wind-works.org/FeedLaws/SolarTodayReaders \\_ ForumND03.pdf](http://www.wind-works.org/FeedLaws/SolarTodayReaders_ForumND03.pdf).
- [ 8 ] Lipp, J. , 2007. Lessons for Effective Renewable Electricity Policy from Denmark, Germany and the United Kingdom. *Energy Policy* 35, 5481–5495.
- [ 9 ] Reiche, D., Bechberger, M. , 2004. Policy Differences in the Promotion of Renewable Energy in the EU Member States. *Energy Policy* 32, 843–849.